

**Rapporto
Energia
e Ambiente
2005**

**Il Compendio
del Rapporto Energia
e Ambiente 2005**





■

Il Compendio del Rapporto Energia e Ambiente 2005

ENEA - Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor

Il Rapporto Energia e Ambiente 2005, curato dall'Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor dell'ENEA, scaturisce da un approfondito lavoro di analisi, svolto con cadenza annuale, dei dati relativi alla situazione energetica del Paese, con gli opportuni riferimenti al quadro internazionale, e costituisce in quest'ottica un valido strumento di consultazione, unico nel suo genere.

In continuità con le edizioni degli anni precedenti, il Rapporto presenta l'evoluzione del quadro nazionale con riferimento alla domanda e all'offerta di energia e agli aspetti di natura ambientale connessi al settore dell'energia, tenendo presenti i relativi impegni assunti a livello governativo.

Il documento presenta, inoltre, le strategie energetiche e ambientali su scala regionale e locale e un quadro d'insieme degli sviluppi della ricerca e innovazione tecnologica in campo energetico nel nostro Paese.

Il Rapporto 2005 si compone di due volumi:

- **L'analisi**, che ripercorre l'evoluzione della situazione energetico-ambientale nazionale dell'ultimo anno, nel quadro macroeconomico ed energetico mondiale
- **I dati**, che contiene le statistiche ambientali, energetiche ed economiche a livello internazionale, nazionale e regionale

e di questo Compendio, che presenta una sintesi dei dati di maggior rilievo presentati nel Rapporto.

Il Rapporto Energia e Ambiente 2005 è stato realizzato con il parziale contributo del Quadro Comunitario di Sostegno 2000-2006, Obiettivo I, PON-ATAS-FESR, Progetto Operativo Energia, Azione I

ENEA-PON-FESR-2006-67

Il quadro di riferimento internazionale

Economia mondiale in espansione

L'espansione dell'attività economica mondiale, agevolata dalla crescita del commercio internazionale, si è ulteriormente rafforzata nel 2004 registrando tuttavia un andamento non uniforme nelle diverse aree geografiche (tabella 1). Il rilancio della domanda negli Stati Uniti è stato favorito dalla svalutazione del dollaro, dall'incremento del deficit del bilancio federale e dalla politica monetaria, il cui orientamento espansivo si è solo leggermente attenuato nel corso dell'anno. I Paesi asiatici (che registrano un forte attivo commerciale nei confronti degli Stati Uniti), hanno mantenuto elevata la propria competitività, contenendo l'apprezzamento delle loro valute mediante l'accumulo di riserve monetarie in dollari.

**Tabella 1 - PIL e interscambio con l'estero. Variazione media annua.
Anni 2003-2004 (%)**

	2003			2004		
	PIL	Importazioni	Esportazioni	PIL	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	2,0	3,6	2,8	3,4	8,5	8,1
USA	3,0	4,4	1,9	4,4	9,9	8,5
Area euro	0,5	1,8	0,1	2,0	6,0	5,8
Giappone	1,4	3,8	9,1	2,6	8,9	14,4
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	3,0	9,1	12,9	5,5	15,8	17,1
Paesi in via di sviluppo	6,4	10,6	10,3	7,2	16,9	13,7
Africa	4,6	6,6	6,6	5,1	9,6	6,9
Asia	8,1	15,1	12,7	8,2	21,5	19,5
Medio Oriente	5,8	3,3	10,1	5,5	8,8	3,8
America latina	2,2	0,7	3,3	5,7	12,5	10,5
Europa centrale ed orientale	4,5	13,5	13,7	6,1	16,0	16,2
Ex Unione Sovietica	7,9	14,5	11,8	8,2	21,1	11,5
Mondo	4,0	*4,9		5,1	*9,9	

Fonte: elaborazione ENEA su dati FMI

*Volume del commercio mondiale

Petrolio più caro

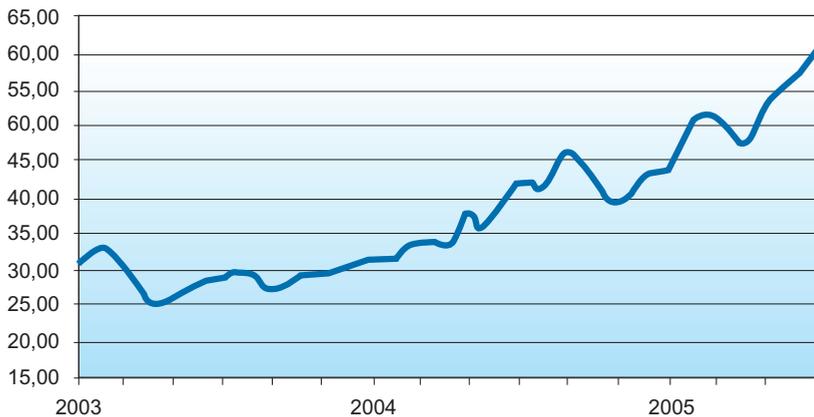
Nella media del 2004 il prezzo del greggio ha sfiorato i 38 dollari al barile, segnando un incremento di circa il 30% rispetto al 2003 (figura 1). Nel 2005 la crescita non si è arrestata e il prezzo del greggio ha superato i 70 dollari in settembre, anche a causa dei danni subiti dagli impianti di produzione e raffinazione per una serie di uragani che ha colpito il Golfo del Messico. Sulla crescita delle quotazioni del petrolio hanno influito principalmente la forte domanda che proviene dalle economie più dinamiche, la quale ha creato le condizioni per un "mercato del produttore", ed il restringimento dei margini di capacità produttiva inutilizzata dei Paesi dell'OPEC. A queste cause si è aggiunta la volontà dei Paesi produttori di compensare con prezzi più alti la perdita di potere d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro. In prospettiva, la concentrazione delle riserve restanti in pochi Paesi nella regione mediorientale gioca a favore di un loro crescente potere di mercato. Una serie di altri fattori, destinati a permanere nel breve-medio termine, sostengono i prezzi:

- il mancato adeguamento della capacità degli impianti di raffinazione che servono i principali mercati OCSE;
- il perdurare della situazione di incertezza geopolitica in Medio Oriente e in altre aree di produzione di idrocarburi in Africa e America Latina.

La variabilità delle quotazioni nel 2004-2005 è stata amplificata da movimenti speculativi particolarmente reattivi rispetto a fattori contingenti. Molti analisti prevedono un prezzo superiore ai 60 dollari per buona parte del 2006. Tali previsioni portano a ribassare le proiezioni di crescita economica mondiale, soprattutto nelle aree più dipendenti dalle importazioni di greggio.

Anche i prezzi delle materie prime non energetiche, trainati dalla domanda della Cina e degli altri Paesi dell'Asia, hanno segnato incrementi significativi rispetto dal 2003.

Figura 1 - Prezzo del petrolio da gennaio 2003 a luglio 2005 (US\$/barile)



* Media fra Dubai, Brent e WTI

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE e AIE

I consumi energetici mondiali trainati dai Paesi in via di sviluppo

Nel 2004 i consumi mondiali d'energia primaria sono cresciuti del 3,7%. Le dinamiche, tuttavia, variano fra le regioni del mondo e sembrano fortemente correlate all'espansione dell'attività economica (tabella 2). In particolare, la domanda energetica cinese mostra un'importante progressione, con una crescita del 12,5%. Nei principali Paesi industrializzati l'aumento dei consumi è stato più contenuto a causa della minore espansione dell'economia e dell'effetto dell'incremento dei prezzi energetici. Il 2004 segna l'anno in cui i consumi energetici dei Paesi in via di sviluppo superano quelli dei Paesi dell'OCSE.

Nel 2004 il petrolio copre circa il 35,3% dei consumi complessivi d'energia primaria, il carbone il 24,6% e il gas naturale il 20,7%. Il restante 19,4% è costituito da energia elettrica primaria (9% circa, principalmente nucleare e idroelettrica), e da biomassa (10,4% circa). Negli ultimi mesi si è assistito ad una progressiva crescita dell'importanza relativa del carbone, a seguito soprattutto dello sviluppo del settore termoelettrico in Cina e in India.

Ambiente e clima: non sarà facile rispettare gli impegni presi

Sulla scena ambientale internazionale il 2004 è stato caratterizzato da un ciclo serrato di negoziazioni, in particolare dell'Unione Europea con la Russia, per permettere l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, poi realizzatasi nel gennaio 2005.

In parallelo, a livello di UE, le negoziazioni fra i Paesi membri, l'industria e la Commissione hanno avuto come oggetto principale la presentazione e l'approvazione dei Piani Nazionali di Assegnazione (PNA) delle Emissioni di CO₂, requisito necessario per l'applicazione della direttiva sul commercio di emissioni (Emission Trading). Il mercato delle emissioni ha preso ufficialmente avvio nel gennaio del 2005 ma, in attesa dell'approvazione definitiva di tutti i piani di allocazione, il volume delle emissioni scambiate ed il loro prezzo sono rimasti molto modesti.

A seguito delle modifiche richieste dalla Commissione al piano italiano, il compito delle industrie nazionali si annuncia non semplice.

Tabella 2 - Consumi di energia primaria per area geografica

	2003	2004	2004	2004/2003
	Mtep	Mtep	Quote %	Incrementi %
Europa	1965,4	1989,6	17,90	1,23
UE (15)	1525,8	1537,1	13,83	0,74
UE (25)	1737,3	1752,0	15,76	0,85
CSI	969,8	991,1	8,91	2,19
Russia	660,6	675,8	6,08	2,30
Nord America	2554,8	2596,8	23,36	1,64
Stati Uniti	2296,4	2333,8	20,99	1,63
America latina	640,1	660,5	5,94	3,18
Asia orientale	2656,5	2873,1	25,84	8,15
Cina	1351,1	1519,8	13,67	12,49
Giappone	513,2	523,5	4,71	2,01
Asia meridionale	664,0	690,7	6,21	4,02
India	557,7	581,8	5,23	4,34
Pacifico	133,4	134,6	1,21	0,86
Medio Oriente	455,0	480,8	4,32	5,66
Africa	536,3	548,2	4,93	2,20
Nord Africa	128,2	132,6	1,19	3,46
Africa sub-sahariana	408,2	415,7	3,74	1,85
Mondo	10721,8	11117,7	100,00	3,69
OCSE	5415,8	5496,3	49,44	1,49
OPEC	748,2	783,4	7,05	4,70
Ex-Unione Sovietica	988,4	1010,6	9,09	2,24

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

La situazione italiana

L'economia cresce poco

In Italia nel 2004 l'attività economica è cresciuta ad un tasso inferiore rispetto a quello delle altre economie dell'area dell'euro. Come nel biennio precedente, il valore aggiunto è cresciuto nel settore delle costruzioni e nei servizi. Nell'industria manifatturiera il valore aggiunto è sostanzialmente ristagnato, mentre l'indice della produzione industriale è calato per il quarto anno consecutivo.

Il contributo positivo della componente estera alla crescita del PIL non è stato di dimensioni rilevanti: alla crescita delle importazioni (+2,5%), più marcata che nel resto dell'area dell'euro, si è accompagnata una crescita delle esportazioni (+3,2%) non in linea con il tasso di espansione del commercio mondiale. Nel 2004 è quindi proseguita la perdita di quote di mercato dei prodotti italiani, imputabile soprattutto ai limiti strutturali del modello di specializzazione produttiva del Paese (nel 2004 si registra ancora una forte contrazione delle esportazioni di prodotti dei settori tessile, abbigliamento, calzature).

Uno scenario tendenziale

Nonostante la crescita modesta dei livelli di attività ed i valori relativamente elevati del costo dell'energia, uno scenario tendenziale del sistema energetico italiano mostra una tendenza di medio periodo ad un aumento costante dei consumi energetici (con una crescita media annuale leggermente superiore all'1% fino al 2020) e delle emissioni (in misura minore). A livello aggregato, infatti, alla pur modesta crescita dei livelli di attività non si accompagnerà un miglioramento delle caratteristiche "strutturali" del sistema (energia utile per livello di attività).

In questo scenario, nel medio-lungo periodo il gas naturale appare destinato a sostituire il petrolio come fonte primaria più importante, fino a raggiungere e superare la quota del 40% dei consumi totali, mentre il petrolio tende a stabilizzarsi su valori compresi tra il 35% e il 40%. La crescita dei consumi di petrolio nei trasporti sarà infatti quasi sufficiente a compensare la riduzione ai minimi termini del suo uso nella generazione elettrica (che seguirà la forte riduzione già avvenuta nell'industria e nel civile). Dopo la forte crescita degli ultimi anni, il consumo di carbone tenderà a stabilizzarsi nel breve periodo, per riprendere poi a crescere, mentre aumenterà ad un ritmo modesto il peso delle fonti rinnovabili (sempre ben al di sotto del 10% del totale).

I settori più dinamici saranno il terziario, nel quale l'intensità energetica comincerà a ridursi solo alla fine del prossimo decennio, e i trasporti (merci in primo luogo), per la crescita sostenuta dei livelli di attività (mobilità) e per lo scarso o negativo contributo alla riduzione dei consumi che viene dai fattori "strutturali" (modalità di trasporto). I settori che presenteranno la maggiore crescita dei consumi sono dunque quelli che in passato hanno utilizzato meno i margini a disposizione per incidere sulla crescita dei livelli di attività e sui fattori "strutturali" (nei trasporti), oppure sull'efficienza (nel terziario e nel residenziale).

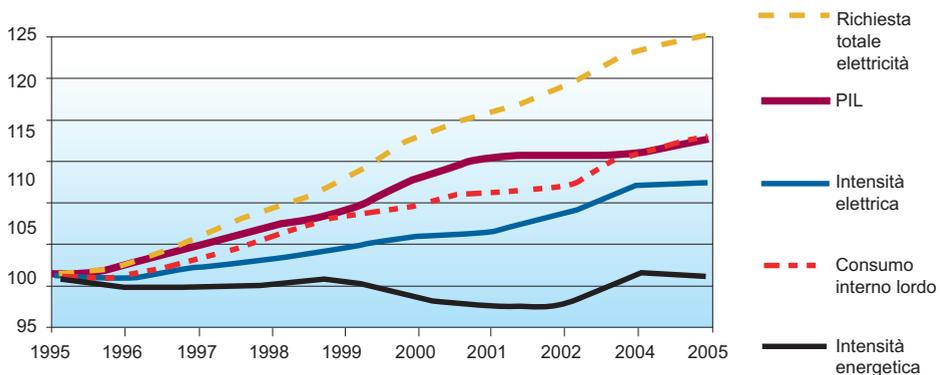
Il costante aumento delle emissioni di CO₂ previsto nello scenario è dovuto al fatto che l'aumento del livello di attività non è compensato dalla diminuzione dell'intensità energetica del PIL (che per tutto il prossimo decennio decrescerà a tassi medi annui che non raggiungono il -0,5%), né dalle riduzioni del peso delle fonti fossili e dell'intensità carbonica dell'energia fossile (riduzioni piuttosto modeste, che tendono ad annullarsi nel medio periodo).

In uno scenario in cui il prezzo del petrolio importato fosse significativamente superiore a quanto ipotizzato nello scenario tendenziale (nel quale il prezzo resta per un decennio sostanzialmente costante a circa 50 \$/barile, per aumentare leggermente in seguito), si avrebbe una riduzione del prodotto interno compresa tra lo 0,2% e lo 0,3% (in linea con le stime della recente letteratura), ma è difficile che ciò possa da solo provocare una significativa e duratura frenata dei consumi energetici. I consumi finali sono poco flessibili, sia per la rigidità della domanda di "servizi energetici" (in quasi tutti i settori, con la parziale eccezione dell'industria), sia per la crescente concentrazione dei consumi petroliferi nei trasporti, dove la capacità di sostituzione dei combustibili appare ridotta.

La domanda di energia nei settori di uso e per fonte

A fine 2004 il PIL a prezzi costanti è aumentato dell'1,2% rispetto all'anno precedente. Nel corso dell'anno l'industria manifatturiera ha attraversato una fase di sostanziale stagnazione e il settore dei servizi ha fatto registrare una crescita in linea con quella del PIL. Il consumo interno lordo di energia si è assestato a 196,8 Mtep, in crescita dell'1,2% rispetto al 2003. La crescita dei consumi energetici, paragonabile a quella del PIL, non ha determinato variazioni nei valori dell'intensità energetica, che si attesta sui 187 tep/M€ (tabella 3), confermando la sostanziale stabilità di questo indicatore che si registra dagli anni Novanta (figura 2). La tendenza in atto evidenzia elementi di rigidità da parte del sistema produttivo ad operare azioni d'ulteriore contenimento dei consumi energetici, dopo i progressi registrati in risposta agli shock petroliferi degli anni Settanta e Ottanta. Dopo anni di relativa stabilità, nel 2004 i consumi di carbone sono aumentati dell'11,5% in relazione soprattutto al crescente impiego nel settore termoelettrico, raggiungendo i 17,1 Mtep (8,7% dei consumi di energia primaria) pur in presenza di consistenti aumenti dei prezzi. Prosegue la tendenza alla crescita della domanda interna di gas naturale (+3,8%), che si attesta a 66,5 Mtep (34% dei consumi di energia primaria) in virtù della progressiva sostituzione delle obsolete centrali termoelettriche ad olio combustibile con nuove centrali a turbogas caratterizzate da un'efficienza più elevata. Conseguentemente, il consumo complessivo di prodotti petroliferi è stato pari a 88 Mtep (45% dei consumi di energia primaria), con un calo del 3,1% rispetto all'anno precedente, in linea con il trend registrato negli ultimi anni. Nel 2004 la richiesta totale di energia elettrica ha raggiunto i 325,4 TWh, con un incremento dell'1,5% rispetto al 2003. L'aumento dei consumi elettrici, inferiore

**Figura 2 - Intensità energetica e intensità elettrica
(Numeri indice 1995=100)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

**Tabella 3 - Fabbisogno di energia primaria in Italia.
Anni 2002-2004 (Mtep)***

	2002	2003	2004	2004/2003(%)
Combustibili solidi	14,2	15,3	17,1	11,5
Gas naturale	58,1	64,1	66,5	3,8
Prodotti petroliferi	92,0	90,8	88,0	-3,1
Fonti rinnovabili	12,6	13,0	15,2	17,5
Importazioni nette energia elettrica	11,1	11,2	10,0	-10,5
Totale	188,1	194,4	196,8	1,2
Prodotto Interno Lordo (M€ ₁₉₉₅)	1.036.945	1.039.581	1.052.308	1,2
Intensità energetica (tep/ M€ ₁₉₉₅)	181,4	187,0	187,0	0,0

*I dati contenuti nella tabella sono aggiornati al Bilancio Energetico Nazionale definitivo e non sono totalmente corrispondenti a quelli contenuti nella tabella 2.2 del volume "L'analisi", in cui sono riportati invece i dati provvisori
Fonte: MAP, Bilancio Energetico Nazionale 2004

all'incremento registrato negli anni precedenti, dipende essenzialmente dal rallentamento della crescita dei consumi nel settore terziario e nell'industria e dalle minori temperature estive rispetto al 2003. La crescita dei consumi elettrici, superiore al tasso di crescita del PIL, ha determinato un lieve incremento dell'intensità elettrica (+0,2%) che, anche nel lungo periodo, mostra una consolidata tendenza alla crescita (figura 2).

Gli impieghi finali di energia sono aumentati dell'1,3%, passando dai 142,2 Mtep del 2003 ai 144,0 Mtep del 2004, in linea con l'incremento del PIL ma con andamenti differenziati tra i vari settori.

I consumi del settore industriale sono passati da 40,9 Mtep a 41,2 Mtep (+0,7%), rappresentando il 28,6% dei consumi finali. L'incremento di consumi in una fase di lunga stagnazione della produzione dipende essenzialmente dalla tenuta, in termini di livello di attività, dei settori a intensità energetica più elevata, e dal contestuale ridimensionamento di settori a più basso consumo specifico ma che rappresentano quote importanti della produzione industriale complessiva.

I consumi energetici del settore trasporti, pari a poco meno del 31% del totale nazionale, sono aumentati fino a 44,4 Mtep (+1,6%). L'incremento, più contenuto rispetto a quanto osservato negli anni precedenti, è dovuto a una tendenziale saturazione dei livelli di traffico soprattutto nel trasporto su strada. Nel 2004 i consumi di prodotti petroliferi del settore mostrano una crescita dell'1,6%, grazie alla crescita del gasolio quale sostituto della benzina.

Il settore residenziale e terziario copre il 30,4% dei consumi nazionali. In termini assoluti i consumi sono passati da 43,8 Mtep a 43,7 Mtep (-0,1%); la riduzione è dovuta essenzialmente a fattori climatici. Tuttavia, i fattori sociali e quelli legati all'incremento del reddito continuano a favorire la crescita dei consumi elettrici (maggiore penetrazione di elettrodomestici e soprattutto di dispositivi elettronici, crescita della superficie abitativa pro-capite).

Il settore primario contribuisce per il 2,4% degli impieghi finali nel 2004, con un consumo di 3,4 Mtep, pari a quello dell'anno precedente.

L'offerta delle fonti di energia

Petrolio

La produzione di petrolio greggio nazionale si è assestata nel 2004 a poco più di 5,4 milioni di tonnellate. Questo dato riflette un aumento di produzione in Basilicata che compensa il rapido declino dei campi in via di esaurimento. Questo equilibrio è solo temporaneo e il suo mantenimento dipende dall'apporto produttivo che ci si attende dall'avvio del progetto di sviluppo del giacimento di Tempa Rossa, depositario in Basilicata di altre consistenti riserve accertate. Nel 2004 sono state importate 86,9 milioni di tonnellate di greggio (+3,1% rispetto al 2003), di cui 82,8 in "conto proprio" (+3%) e 4,1 per conto di committenti esteri (+5,1%). Anche nel 2004 il greggio maggiormente importato è stato il russo Ural (oltre 17 milioni di tonnellate), seguito dall'Iranian Heavy (8 milioni di tonnellate) e da 8 greggi libici. Il maggiore impatto sulla fattura energetica è da addebitare all'espansione della fattura petrolifera da 15,032 a 16,863 miliardi di euro, un aumento di quasi 2 miliardi, nonostante la contrazione dei consumi registrata nel 2004. Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio nel 2004 è stato di 216,5 euro, contro i 187,1 euro del 2003. Il differenziale (+15,7%) deriva dal maggior costo del greggio (+27,1%) e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Gas naturale

La produzione si è ridotta del 7,7% rispetto al 2003, portandosi a 12,921 miliardi di m³ standard. Le Regioni produttive sono Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Marche, Molise ed Abruzzo, mentre in mare la maggiore produzione di gas naturale proviene dalla zona A dell'Adriatico, che fornisce il 53,2% dell'intera produzione nazionale. L'*off-shore*, nel suo insieme, eroga la maggior parte della produzione (82% circa).

Le riserve recuperabili di gas al 31 dicembre 2004 ammontano a circa 178 miliardi di m³ standard, mentre nel 1991 esse erano valutate pari a 370 miliardi di m³ standard. La collocazione di quasi il 70% delle attuali riserve in area marina e, in particolare, nella zona A dell'Alto Adriatico aggrava il problema della mancata ricostituzione delle riserve.

Nel 2004 le importazioni sono aumentate dell'8% rispetto al 2003, coprendo l'84% circa dei consumi. La ripartizione dei volumi di importazione in relazione alla provenienza mette in evidenza che nel 2004 la maggiore quota di gas naturale importato proviene dalla Russia attraverso i varchi di Tarvisio (gasdotto TAG) e Gorizia (36,5% del flusso totale), mentre le importazioni dall'Algeria al terminale di Mazara del Vallo (Sicilia), attraverso i gasdotti TTPC (via Tunisia) e TMPC (in acque territoriali italiane), rappresentano il 35,4% del totale, e il gas importato in prevalenza dai Paesi Bassi, dalla Norvegia e da altre produzioni *off-shore* dal Mare del Nord è rimasto fermo al livello dell'anno precedente (24% nel 2003).

Dall'Algeria proviene anche il gas naturale liquefatto (GNL) diretto a Panigaglia per esse-

re rigassificato e immesso in rete, nella misura del 3% circa delle importazioni del 2004. Hanno avuto inizio nell'autunno 2004 le operazioni di importazione di gas naturale attraverso il gasdotto Greenstream dalla Libia al punto di entrata di Gela, in Sicilia, per circa l'1% delle importazioni.

Al 1° aprile 2005 la tariffa media nazionale di riferimento è il risultato di componenti a copertura dei costi, per il 55% circa, e di imposte che gravano sul settore del gas naturale, per il restante 45% (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per quasi un terzo (25,7%).

Carbone

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone, principalmente da Stati Uniti, Sud Africa, Australia, Indonesia e Colombia, con quote rilevanti provenienti anche da Canada, Cina, Russia e Venezuela. Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono aumentate del 16% circa, passando dai 22,1 milioni di tonnellate del 2003 ai 25,7 milioni di tonnellate del 2004: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore, ma si riscontra un recupero del carbone da coke.

Nel 2004 è proseguita la tendenza alla crescita dei consumi di combustibili solidi che, con 17,1 Mtep (+11,7% rispetto al 2003) hanno contribuito per l'8,7% alla copertura del fabbisogno energetico nazionale. In particolare gli impieghi in termoelettrica hanno evidenziato una crescita significativa: in base ai dati forniti dal GRTN sono stati prodotti complessivamente in Italia oltre 45,5 miliardi di kWh da combustibili solidi, con una crescita rispetto all'anno precedente dell'ordine del 17% e con un consumo superiore ai 17 milioni di tonnellate. Il 2004, così come il 2003, è stato ancora caratterizzato dai forti rialzi dei prezzi internazionali del carbone, con punte che hanno toccato anche i 70 \$/t fob (franco frontiera nazionale) intorno alla metà dell'anno, a causa sia del favorevole andamento della domanda sia di alcuni problemi produttivi.

Energia elettrica

La richiesta di energia elettrica sulla rete italiana è stata nel 2004 di 325.357 GWh, l'1,5% in più rispetto all'anno precedente (tabella 4). L'incremento è di gran lunga inferiore a quello corrispondente dell'anno 2003, in quanto l'economia è rimasta sui medesimi livelli dell'anno precedente mentre, a causa delle condizioni atmosferiche più favorevoli, si è fatto meno uso degli impianti di climatizzazione.

Il 50,3% dell'energia elettrica è stata assorbita dal settore industriale, il 26,1% dal settore terziario, il 21,9% da quello residenziale e l'1,7% dal settore agricolo. La richiesta è stata soddisfatta per l'86% con la produzione nazionale, che è cresciuta del 3,2% rispetto al 2004, e per il 14% dal saldo fra import ed export, in calo del 10,5% rispetto al 2003. La produzione lorda nazionale proviene per il 16,5% da fonte idrica, per l'81,1% da quella termica e per il 2,4% da geotermica e rinnovabili (esclusa la biomassa). La produzione di elet-

tricità da centrali termoelettriche è aumentata dell'1,4% rispetto al 2003, mentre le maggiori piogge del 2004 hanno determinato l'incremento della produzione idrica del 12,7%. La potenza netta disponibile installata a dicembre 2004 è stata di 81.512 MW, con un aumento di circa 3.263 MW (+4,2%) rispetto al 2003. Sul fronte della potenza richiesta sulla rete, il 16 dicembre del 2004 si è registrato un nuovo record con il valore di 53.606 MW, che risulta essere di poco più alto del massimo raggiunto nel 2003 (+0,4%).

Tabella 4 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2003-2004 (GWh)

	2004	2003	Variazione % 2004/03
Produzione idrica lorda	49.908	44.277	12,7
Produzione termica lorda	246.125	242.784	1,4
Produzione geotermica lorda	5.437	5.341	1,8
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.851	1.463	26,5
Totale produzione lorda	303.321	293.865	3,2
Consumi servizi ausiliari	13.299	13.682	-2,8
Totale produzione netta	290.023	280.183	3,5
Energia destinata ai pompaggi	10.300	10.492	-1,8
Produzione netta per consumo	279.722	269.691	3,7
Importazioni	46.426	51.486	-9,8
Esportazione	-791	-518	52,6
Richiesta totale Italia	325.357	320.659	1,5
Perdite	20.868	20.870	0,0
Totale consumi	304.490	299.789	1,6

Fonte: GRTN

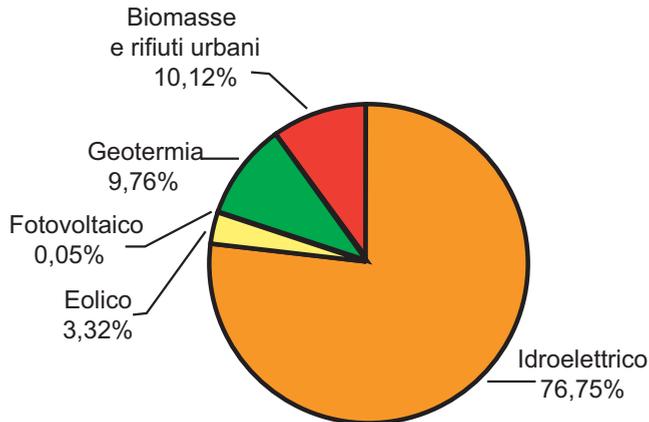
Fonti rinnovabili di energia

Nel 2004 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo italiano per una percentuale di poco superiore al 7%. Il contributo complessivo da fonte eolica, solare, rifiuti, biocombustibili, biogas e legna (con esclusione di quella da ardere utilizzata per il riscaldamento ambientale), cresce sul totale delle rinnovabili da poco più del 14% del 2000 al quasi 26% del 2004. L'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una fluttuazione da attribuire a fattori di idricità, mentre la geotermia mostra un aumento intorno al 10% sull'intero periodo. Per quanto riguarda le altre rinnovabili si evidenziano il buon incremento della produzione da biomassa e rifiuti e, a partire dal 2004, la ripresa dell'eolico dopo il forte sviluppo fatto segnare nel corso del 2001 e il rallentamento riscontrato nei due anni successivi. Nonostante il trend positivo, il contributo da queste fonti resta comunque attestato su

valori ancora molto lontani da quelli tipici di alcuni Paesi europei.

La produzione di energia elettrica da rinnovabili ammonta nel 2004 a oltre 55 TWh, pari al 16% del consumo interno lordo di energia elettrica. Rispetto al 2003, si assiste ad un aumento medio della produzione di elettricità da rinnovabili del 16%. Oltre il 75% della produzione da rinnovabili proviene dall'idroelettrico; geotermia e biomasse (inclusi i rifiuti) contribuiscono entrambe per circa il 10%, l'eolico per il 3% e il fotovoltaico solo per lo 0,05% (figura 3).

Figura 3 - Produzione di elettricità per fonte rinnovabile in Italia. Anno 2004



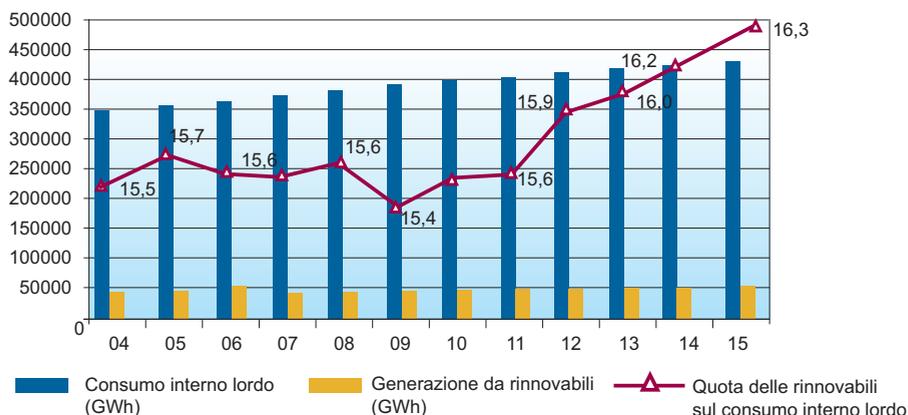
Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Al superamento di una lunga fase di stagnazione nella produzione di energia elettrica da fonte solare potrà contribuire il recente decreto legislativo che introduce per il fotovoltaico un nuovo meccanismo di incentivazione in conto energia, anche se il raggiungimento dell'obiettivo di 300 MW di potenza al 2015 non sembra da solo in grado di modificare in modo significativo la quantità di generazione elettrica da fonte solare.

Per quanto riguarda la produzione di biocombustibili, nel 2004 è stata stimata una sostituzione di energia primaria pari a oltre 11.700 TJ, con un aumento vicino al 10% rispetto al dato 2003. Alla crescita del settore hanno contribuito in modo significativo la totale abolizione di imposizioni fiscali sul biodiesel per riscaldamento e gli incentivi fiscali concessi per le miscele di combustibili da autotrazione utilizzando biocombustibili.

Complessivamente siamo ancora lontani da un vero decollo delle rinnovabili in Italia, e i meccanismi di incentivazione messi in atto non sembrano ancora in grado di far conseguire il target del 22% del consumo interno lordo al 2012 (figura 4).

Figura 4 - Stima degli effetti delle politiche e misure in atto in relazione al target indicato dalla direttiva 77/2001/CE



Fonte: elaborazione ENEA su dati AEEG e GR TN

Le tariffe italiane

Il sistema tariffario elettrico italiano è caratterizzato da prezzi inferiori rispetto alla media europea per le utenze domestiche a basso consumo e da prezzi superiori per le utenze con consumi più elevati. I prezzi per le utenze industriali, sia al lordo che al netto delle imposte, sono tra i più elevati in Europa, con scostamenti differenti, rispetto alla media ponderata, in funzione del livello di consumo considerato. Al lordo delle imposte, il divario è massimo (45,9%) nel caso della classe di consumo di 2 GWh/anno. Al netto delle imposte il divario con il valore medio europeo è più accentuato, soprattutto per le utenze con maggiori consumi energetici, a causa della minore incidenza fiscale rispetto agli altri Paesi.

Le motivazioni dei maggiori prezzi dell'energia elettrica in Italia sono da ricercarsi, oltre che nel forte carico fiscale, soprattutto nel basso valore dell'efficienza media degli impianti – nonostante si stia assistendo ad una lenta ma costante sostituzione degli impianti obsoleti – e nel mix dei combustibili, sbilanciato verso gli idrocarburi che hanno un alto costo per unità termica fornita.

Tra le risultanze dell'indagine congiunta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, conclusasi a fine giugno 2004¹, figura una segnalazione critica riguardo alla posizione dell'operatore dominante come principale produttore ed importatore nazionale ed ai riflessi negativi di tale comportamento sui prezzi del gas naturale al netto delle imposte che, in Italia, restano tra i più alti all'interno dell'Unione Europea sia per gli usi industriali che per le grandi utenze civili.

¹ "Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale"- IC/22, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dip.to per l'Informazione e l'Editoria (2005).

Le attività di esplorazione

Nell'ultimo quinquennio si conferma il dissolvimento delle attese di ritorno sugli investimenti nelle attività estrattive degli idrocarburi: ben al di là della esposizione al rischio minerario, le imprese guardano con preoccupazione alla scarsa attendibilità dei tempi e delle procedure che si frappongono tra il rinvenimento di risorse economicamente estraibili e la loro valorizzazione sul mercato. È un fatto che, almeno dal 1999, i tempi medi che intercorrono tra la scoperta mineraria e la produzione superano anche gli 11 anni, contro una media dei tempi internazionali di 5-6 anni. Quanto tutto questo possa costare all'economia del Paese può essere sommariamente valutato in termini di saldo negativo per le importazioni nella bilancia dei pagamenti e come mancate entrate sotto le voci *royalties* e imposte².

Nonostante i forti aumenti verificatisi negli ultimi due anni, il carbone è considerato ancora la fonte più conveniente per l'alimentazione elettrica, in quanto gli aumenti non hanno influito in maniera significativa sul prezzo finale dell'energia elettrica, essendo la gran parte degli approvvigionamenti regolata da contratti di fornitura a lungo termine stipulati prima dei rialzi registrati recentemente. In una prospettiva di medio-lungo periodo è innegabile tuttavia che la competitività del carbone dovrà confrontarsi con i futuri scenari, delineati da un lato dal Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissioni di gas serra, in accordo alla direttiva 2003/87/CE, e dall'altro dagli impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto, con i relativi costi specifici associati alle emissioni di anidride carbonica.

Il sistema energetico e l'ambiente

Emissioni

I dati in elaborazione indicano che le emissioni di inquinanti atmosferici tradizionali (non gas serra) dovute ai sistemi energetici continuano a diminuire, pur in presenza di una crescita nei consumi. Ciò è dovuto ad una sempre maggiore diffusione di sistemi in grado di abbattere le emissioni di inquinanti atmosferici e dall'utilizzazione di combustibili "più puliti". L'aumento dei consumi energetici è dato principalmente dall'aumento dei consumi elettrici ed in particolare dalla crescita del picco estivo, dovuto soprattutto agli usi civili, che squilibra l'ottimizzazione del funzionamento delle centrali.

Per quanto riguarda la CO₂, invece, si è di fronte ad una crescita di emissioni (tabella 5 e figura 5) dovuta anch'essa alla crescita dei consumi elettrici. Questo compromette le azioni necessarie per rispettare gli impegni previsti dal Protocollo di Kyoto. In merito, anche il Piano Nazionale di Assegnazione (PNA) per lo scambio di quote di emissioni di gas serra presenta notevoli problematiche.

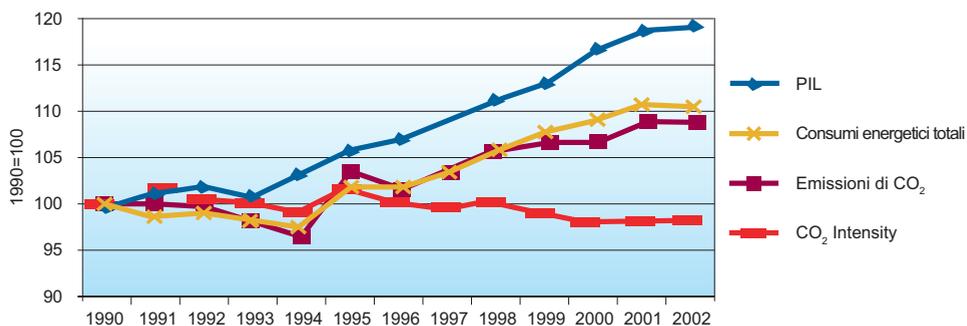
² Nel 2004 l'importo delle *royalties* (aliquote di prodotto) versate complessivamente allo Stato, alle Regioni ed ai Comuni dai concessionari delle attività di produzione di petrolio e di gas naturale condotte nel 2003, ammonta a 146,9 milioni di euro.

Tabella 5 - Emissioni per settore dei principali gas serra. Anni 1990 e 2002 (milioni di t di CO₂ eq.)

Anni	CO ₂		N ₂ O		CH ₄		F-gas	
	1990	2002	1990	2002	1990	2002	1990	2002
Industrie energetiche	135,86	155,07	1,67	1,90	7,10	5,54	0,00	0,00
Industria manifatturiera	87,85	84,94	1,63	1,65	0,14	0,14	0,00	0,00
Trasporti	102,90	125,26	1,79	3,66	0,78	0,65	0,00	0,00
Residenziale e servizi	76,12	77,76	3,44	3,18	0,32	0,49	0,00	0,00
Processi industriali	26,15	24,41	5,81	7,47	0,12	0,12	2,49	8,28
Uso di solventi	1,73	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agricoltura	0,00	0,00	22,76	23,16	17,78	16,56	0,00	0,00
Rifiuti	0,54	0,28	1,13	1,18	10,95	10,85	0,00	0,00
Totale	431,16	468,96	38,23	42,20	37,20	34,34	2,49	8,28

Fonte: ENEA-APAT, 2004

Figura 5 - Confronto fra i principali indicatori economici ed energetici e le emissioni del principale gas serra (1990=100)



Fonte: ENEA-APAT-Min. Ambiente, 2004

Impianti

I nuovi impianti autorizzati (figura 6), nell'80% a combustibile fossile (ciclo combinato a gas naturale), sono distribuiti in modo disuniforme sul territorio nazionale, e questo crea conflitti e problemi realizzativi.

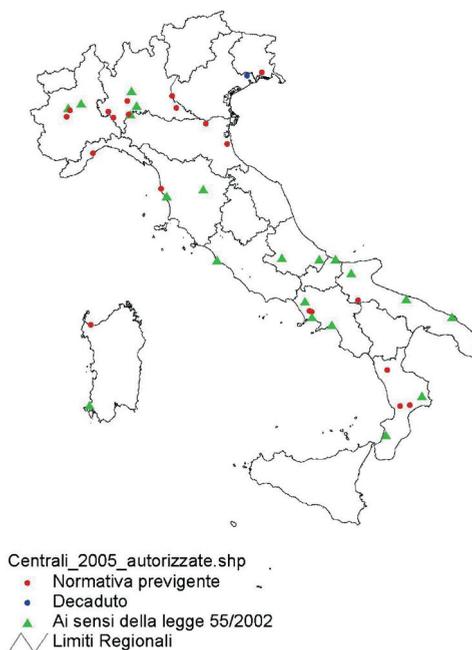
La produzione di energia elettrica rimane un punto critico dell'intero sistema: la legge 55/2002 ha accelerato le procedure di costruzione delle nuove centrali elettriche, dichiarando le centrali di potenza superiore a 300 MW opere di utilità pubblica e soggette ad un'unica approvazione del Ministero delle Attività Produttive (consultati i Comuni durante l'iter) in 180 giorni. Al luglio 2005 risultano rilasciate 43 autorizzazioni VIA per un totale di circa 21.000 MW elettrici, dei quali per circa 10.000 MW sono in essere i lavori di costruzione. Tra dismissioni e nuovi impianti si stimano circa 6-7.000 MW aggiuntivi sul mercato interno, ma risultano in vita altre 73 richieste di autorizzazione per circa 38.000 MW. Questi dati indicano uno sforzo produttivo, che mira peraltro ad un aumento dell'efficienza (meno emissioni per kWh prodotto), non sufficiente tuttavia a compensare sul versante ambientale la crescita della domanda.

L'industria presenta una riduzione dei consumi e delle emissioni, sia per l'utilizzazione di nuove tecnologie che per l'effetto della delocalizzazione e della crisi.

Nei trasporti la richiesta di mobilità rimane complessivamente in crescita, accompagnata da una sperimentazione di nuove tecnologie: combustibili a bassa emissione (metano e GPL) e sostituzione del parco dei mezzi mobili (grandi e piccoli).

Il settore residenziale è caratterizzato dalla crescita dei consumi estivi (si stimano più di 2 milioni di nuove installazioni/anno di condizionatori) e dalla crescita del parco immobiliare.

Figura 6 - Distribuzione delle nuove centrali autorizzate, a ciclo combinato a gas naturale



Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT e MAP, 2005

Risparmio energetico

Esistono varie tipologie di intervento finalizzate al conseguimento del risparmio energetico nei settori Energia, Industria, Trasporti, Civile. Esse, da realizzare nel breve e medio periodo, vengono di seguito descritte.

Energia: si punta alla realizzazione di centrali a trigenerazione (energia elettrica, recupero calore e recupero freddo) privilegiando, nel contempo, interventi di rapida realizzazione e con un buon rapporto costi-benefici, quale quello dell'aumento dell'efficienza della rete di distribuzione in grado da solo di contribuire ad ottimizzare le quote di riserva del PNA con un risparmio potenziale stimato nell'ordine di 11.000 MW.

Industria: le imprese o i piccoli produttori richiedono sistemi di cogenerazione da gestire direttamente. Forte è anche la richiesta di nuovi materiali da impiegare in piccoli impianti operanti in ambienti aggressivi.

Trasporti: è evidente una situazione di "emergenza città" legata al traffico dei centri urbani, mentre il trasporto merci, vincolato alla dislocazione diffusa del tessuto produttivo e al terzismo logistico, finisce per far aumentare i costi, i consumi e, quindi, le emissioni. Al riguardo le azioni possibili riguardano applicazioni di sistema, quali la valutazione ambientale strategica (VAS) necessaria per ottimizzare i flussi ed i mezzi.

Edilizia e consumi civili: a partire dal 2006 tutte le nuove costruzioni dovranno essere realizzate in base a coefficienti di "consumo e dispersione energetica" previsti dalla direttiva europea 2002/91/CE.

Tale azione, in considerazione della vetustà del patrimonio edilizio italiano, è sicuramente la migliore per il rapporto costi-benefici e, oltretutto, risulta essere di immediata applicazione, essendo già disponibili le tecnologie di intervento.

Le politiche energetico-ambientali alla scala regionale e locale

Il ruolo e le competenze regionali in materia energetica sono divenuti molto importanti dopo l'introduzione del DLgs 112/98 sul decentramento e la successiva legiferazione regionale in materia, comprese le deleghe alle Province. Le Regioni possono elaborare e deliberare i propri Piani Energetici Regionali. Allo Stato restano le decisioni sugli indirizzi di politica energetica e di coordinamento della programmazione energetica regionale.

L'analisi della situazione energetica regionale (produzione, trasformazione e consumi finali di energia per fonti e per settori) è effettuata sulla base dei Bilanci Energetici Regionali elaborati dall'ENEA da 15 anni ad oggi, in coerenza con i Bilanci Energetici Nazionali ed Europei.

Gli Indicatori Energetici successivamente elaborati (Intensità e Consumi specifici) mo-

strano un incremento dei valori a livello regionale nel 2003 rispetto agli anni precedenti, invertendo la tendenza al ribasso degli anni precedenti. Inoltre si manifestano forti differenze tra le Regioni, sia a causa di diversità di sviluppo economico, che per la presenza sul territorio di industrie fortemente energivore (tabella 6).

Gli indicatori ambientali dei sistemi energetici regionali, in particolare per la CO₂, mostrano una tendenza all'aumento dei valori, che contrasta con il perseguimento degli obiettivi di Kyoto. In particolare sono in crescita i valori di CO₂ emessi dalla generazione termoelettrica.

Tabella 6 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 2003

Regioni	Intensità energetica finale del PIL (tep/M euro95)	Intensità elettrica del PIL (MWh/M euro95)	Cons. pro capite di energia (CIL) tep/ab	Cons. pro capite di energia elettrica (MWh/ab)
Piemonte	140,3	300,6	2,9	6,2
Valle D'Aosta	177,4	328,3	4,2	7,7
Lombardia	121,4	301,4	2,7	6,8
Trentino Alto Adige	108,1	267,1	2,5	6,2
Veneto	128,1	311,8	2,6	6,3
Friuli Venezia Giulia	153,8	381,6	3,2	7,9
Liguria	104,4	205,6	2,1	4,1
Emilia Romagna	150,1	282,0	3,4	6,3
Toscana	125,3	289,4	2,5	5,7
Umbria	159,0	383,3	2,7	6,5
Marche	117,3	265,4	2,1	4,7
Lazio	99,7	201,9	2,0	4,1
Abruzzo	144,7	331,6	2,2	5,1
Molise	127,9	311,4	1,8	4,5
Campania	95,8	234,7	1,1	2,8
Puglia	179,8	336,7	2,2	4,1
Basilicata	124,3	341,1	1,6	4,4
Calabria	87,5	215,2	1,0	2,5
Sicilia	111,7	294,7	1,4	3,7
Sardegna	163,0	510,5	2,2	7,0
Italia*	125,8	288,4	2,3	5,2

* contiene il PIL extra-Regione

Fonte: elaborazione ENEA da dati di origine diversa

In assenza del Piano Energetico Nazionale, i Piani Energetici Regionali (PER) sono gli strumenti strategico-programmatici per l'intero Sistema Energetico Nazionale.

Quasi tutte le Regioni hanno definito il loro Piano Energetico Regionale: tredici di esse hanno deliberato in Consiglio o in Giunta, e ad esse si aggiungono le due Province

Autonome di Trento e Bolzano. Altre Regioni hanno elaborato Studi di Piano che devono essere approvati formalmente.

Gli obiettivi dei PER approvati possono essere riassunti nei seguenti:

- sviluppo delle fonti rinnovabili: produzione di energia elettrica per 17.000-19.000 GWh, più l'energia termica;
- sviluppo del risparmio energetico: per un totale di circa 15.000 ktep, valutato per tutte le Regioni;
- in termini di emissioni si avrebbero circa 60 Mt di CO₂ evitate, che costituiscono il 60% delle emissioni di CO₂ da abbattere rispetto al tendenziale del 2012 per perseguire gli obiettivi di Kyoto. La differenza di 40 Mt potrebbe essere ottenuta dal mercato delle emissioni e dai programmi internazionali.

Tabella 7 - Stato di definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali (giugno 2005)

Regione/Provincia Autonoma	Stato di attuazione
Valle d'Aosta	Approvato con delibera del Consiglio Regionale nel 2003
Piemonte*	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Lombardia*	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003
P.A. Trento	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 2003
P.A. Bolzano	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
Veneto*	Approvato dalla Giunta Regionale nel gennaio 2005
Friuli-Venezia Giulia	Definita una Bozza di Piano nel 2003
Liguria*	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2004
Emilia Romagna*	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Toscana*	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2000
Umbria*	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2004
Marche	Approvato dal Consiglio Regionale nel febbraio 2005
Lazio*	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
Abruzzo*	Definita una bozza di Piano nel 2003
Molise*	In fase di definizione
Campania*	In fase di definizione
Puglia*	In fase di definizione
Basilicata*	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2000
Calabria*	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Sicilia*	In fase di progettazione
Sardegna*	Aggiornato e approvato dalla Giunta Regionale nel 2003

* Regioni a cui l'ENEA ha dato o sta dando il proprio apporto

Fonte: elaborazione ENEA su dati regionali

Le Regioni hanno approvato impianti alimentati da fonti rinnovabili, qualificati dal GRTN al 31/5/04, per un totale di 4.894,6 MW, con una producibilità complessiva di 12.060 GWh/anno e un incremento del 25,1% sul 2003. Di questi, gran parte è costituita da impianti eolici (9.970 GWh/anno), ma anche da impianti idroelettrici, geotermici, a biomas-

se e da una quota residua di impianti fotovoltaici. L'incremento di impianti eolici è sensibile soprattutto nelle Regioni del Sud, in particolare in Molise, Puglia, Calabria, Sicilia, Sardegna, ma anche nelle Marche.

I progetti di impianti di produzione di energia elettrica più significativi, approvati dalle Regioni e qualificati dal GRTN come nuovi o riattivati, sono i seguenti (in parentesi la producibilità in GWh, a destra le capacità in MW):

Marche:	Idrica (2,2); Eolica (629); Rifiuti e Biomasse (8,2);	261,8
Molise:	Eolica (492,4); Rifiuti e Biomasse (2,8);	214,8
Campania:	Idrica (1,8); Eolica (371,2); Rifiuti e Biomasse (88);	148,9
Puglia:	Eolica (2.029);	833,5
Basilicata:	Idrica (4,5); Eolica (456,3);	198,0
Calabria:	Idrica (14,7); Eolica (1179,6); Rifiuti e Biomasse (282,8);	604,6
Sicilia:	Eolica (3.539); Rifiuti e Biomasse (22);	1.371,5
Sardegna:	Eolica (1.104,4); Rifiuti e Biomasse (6,3)	467,4

I Programmi nazionali di incentivazione dei Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente costituiscono importanti supporti finanziari e normativi per le attività delle Regioni in campo energetico. In particolare, per gli impianti fotovoltaici e a solare termico sono attivi i finanziamenti da parte del Ministero dell'Ambiente alle Regioni che hanno emanato i propri bandi regionali. Il riepilogo degli interventi mette in luce che tutte le Regioni hanno attivato le procedure amministrative per l'erogazione degli incentivi per il risparmio energetico e le fonti rinnovabili.

I Fondi Strutturali nell'ambito del Quadro Comunitario di Sostegno (QCS) rispetto al tema energetico per gli Obiettivi 1, 2 e 3, costituiscono una forte opportunità di finanziamento delle iniziative regionali. Il Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema (PON ATAS) prevede tre azioni, la prima delle quali (Sostegno alla Progettazione e realizzazione dei Piani Energetici) è suddivisa in tre linee ed è realizzata dall'ENEA.

Relativamente agli interventi in campo energetico previsti dai POR dell'Obiettivo 1, le misure scelte dalle Regioni interessate hanno una buona disponibilità di risorse finanziarie (comunitarie, statali e regionali) (tabelle 8-10).

Tabella 8 - Piano finanziario della Misura 1.2 del PON-ATAS

Regione	Costo totale (milioni di €)	Risorse statali (milioni di €)	Risorse comunitarie (milioni di €)	Risorse soggetti attuatori (milioni di €)	Tasso partecipazione fondo strutturale
Azione 1	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
Azione 2	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
Azione 3	0,42	0,10	0,31	0,03	75%
TOTALE	6,00	1,50	4,50	0,45	75%

Tabella 9 - Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei POR dell'Obiettivo 1

Regione	Misura	Costo totale (milioni di €)	Totale risorse pubbliche (milioni di €)	Risorse comunitarie (milioni di €)	Risorse statali (milioni di €)	Risorse regionali (milioni di €)	Contributi privati (milioni di €)	Tasso partecipazione fondo strutturale
Basilicata	1.6	24,6	24,6	12,3	12,3	0	0	50%
Calabria	1.11	71,2	71,2	35,6	34,2	1,4	0	50%
Campania	1.12	245,1	245,1	122,6	122,6	36,8	0	50%
Molise	1.8	7,2	7,2	3,1	2,9	1,2	0	43%
Puglia	1.9	43	43	21,5	15	6,5	0	50%
Sardegna	1.6	21,9	21,9	10,9	7,7	3,3	0	50%
Sicilia	1.16	125	125	56,2	48,1	20,6	0	45%
Sicilia	1.17	127,2	127,2	57,2	49	21	0	45%

I dati riportati nella tabella non tengono conto delle risorse finanziarie che saranno destinate al recupero energetico dei rifiuti, in quanto non disponibili

Tabella 10 - Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei DOCUP dell'Obiettivo 2

Regione	Misura	Costo totale (milioni di €)	Totale risorse pubbliche (milioni di €)	Risorse comunitarie (milioni di €)	Risorse statali (milioni di €)	Risorse regionali (milioni di €)	Altri enti pubblici (milioni di €)	Contributi privati (milioni di €)	Tasso partecipazione fondo strutturale
Friuli*	3.1.2								
Liguria	2.3	6,4	6,4	1,9	2,1	1,1	1,3	0	30%
Toscana	3.1	4,8	4,8	1,7	1,4	1,7	0	0	35%
Toscana	3.2	21,4	21,4	7,4	6,6	7,4	0	0	35%
Lombardia	3.4	20,3	20,3	10,1	7,1	3,0	0	0	50%
Veneto	2.2	19,1	19,1	9,6	6,7	2,9	0	0	50%
Trento	2.2	6,1	5,1	1,5	2,5	1,1**	0	1,0	25%
Lazio	1.3	10,3	10,3	5,1	3,6	1,0	0,3	0,5	50%

* Sono disponibili i dati relativi alla misura 3.1 ma non quelli dell'Azione 3.1.2

** Risorse Provinciali

L'evoluzione delle tecnologie energetiche

Lo sviluppo di sistemi e cicli avanzati per la produzione di energia, le cui caratteristiche si presentano molto promettenti in termini di prestazioni, controllo delle emissioni e flessibilità nell'utilizzo dei combustibili, rappresenta una importante opportunità di sviluppo tecnologico per il Paese, in grado di rilanciare la competitività del sistema dell'offerta na-

zionale di tecnologie di settore e di coniugare le competenze e gli sforzi dei vari attori interessati, garantendo nello stesso tempo continuità agli investimenti già effettuati negli ultimi anni.

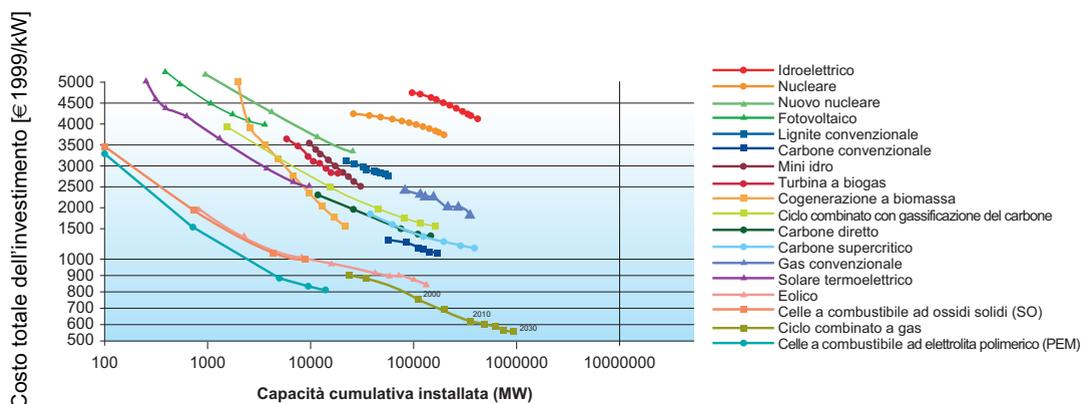
Il sistema industriale nazionale, nella sua componente di impiantistica energetica avanzata, possiede tutte le risorse e le competenze necessarie; tuttavia l'Italia appare in ritardo nell'impegno di ricerca sulle tecnologie energetiche più innovative.

La tendenza strutturale di medio-lungo termine ai prezzi elevati dei prodotti petroliferi e alla maggiore dipendenza dall'estero dell'approvvigionamento energetico, che riguarda tutta l'Unione Europea e in particolare l'Italia, richiede di mettere in cantiere progetti rilevanti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie energetiche per affrontare la sfida del miglioramento delle prestazioni degli impianti, da ottenere insieme ad una drastica riduzione delle emissioni in atmosfera. Oltre al prezzo e alla disponibilità di combustibili, infatti, lo sviluppo delle tecnologie energetiche gioca un ruolo cruciale per progettare il sistema energetico futuro.

Giova ricordare che prevedere lo sviluppo delle tecnologie è un'attività difficile, che produce talvolta risultati che si possono prestare a letture diverse, particolarmente quando l'orizzonte temporale di riferimento si sposta nel lungo termine. D'altra parte è anche vero che negli ultimi anni sono stati compiuti progressi notevoli nella capacità di modellare lo sviluppo delle tecnologie all'interno dei modelli energetici.

Nell'ambito del programma comunitario WETO³, sono stati ricostruiti i "percorsi di apprendimento tecnologico" (*learning by doing* nella terminologia anglosassone) di alcune

Figura 7 - Costi di generazione di energia elettrica da varie tecnologie, in funzione della potenza installata



Fonte: WETO, 2003

³ World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (WETO), Commissione Europea (2003).

tecnologie in fase evolutiva sulla base di dati storici fino al 2000 e delle proiezioni al 2030 di uno scenario “di riferimento”.

Nella figura 7 sono rappresentate, con riferimento a step temporali di cinque anni, le curve di apprendimento che descrivono l'andamento dei costi totali di investimento delle diverse tecnologie in funzione delle capacità totali installate.

Ma, come noto, sviluppi tecnologici accelerati e veri e propri *breakthrough* tecnologici possono determinare deviazioni delle traiettorie descritte secondo lo scenario di riferimento. A questo proposito, sempre in ambito WETO, sono state costruite ipotesi alternative in relazione ad alcuni “casi tecnologici”, in alcuni dei quali assume particolare rilievo l'accelerazione degli investimenti in attività di R&S.

In particolare, nel “caso gas naturale”, si è assunto un aumento della disponibilità della fonte assieme ad ulteriori miglioramenti tecnologici degli impianti a turbina a gas a ciclo combinato e alle celle a combustibile; per il “caso carbone”, sono stati ipotizzati notevoli miglioramenti nelle prestazioni di tutte le tecnologie innovative di combustione dei combustibili solidi; per il “caso nucleare”, si è assunto un “salto” nella tecnologia in termini di costo e di sicurezza. Quest'assunzione influenza sicuramente l'andamento della curva relativa ai grandi reattori convenzionali ad acqua leggera ma, soprattutto, è di rilievo per i reattori più innovativi.

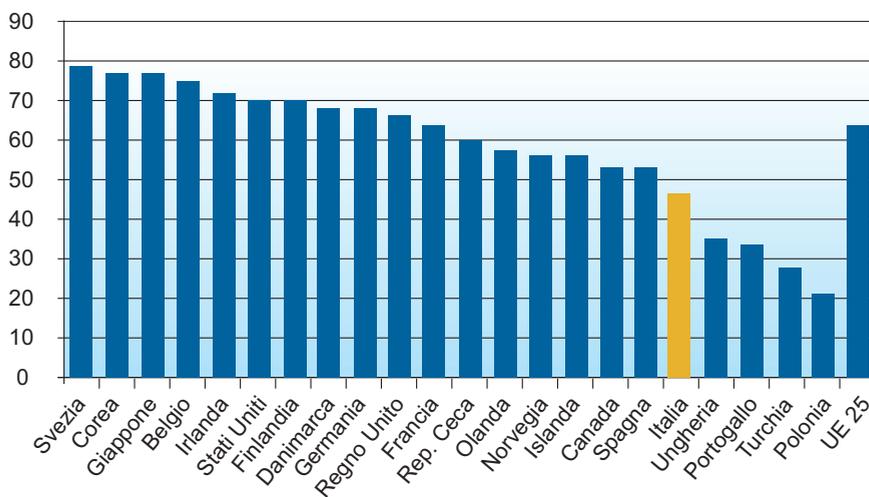
Il “caso rinnovabili” prevede un maggiore impegno della comunità internazionale in termini di incentivi e finanziamenti alla ricerca, volti in particolare allo sviluppo dell'eolico, del solare termodinamico e fotovoltaico e dell'idroelettrico di piccola taglia. Tale impegno potrebbe determinare, a fronte di una significativa riduzione dei costi unitari di investimento, un aumento della generazione elettrica e delle emissioni evitate di CO₂.

Il sistema innovativo e la competitività tecnologica dell'Italia nel confronto internazionale

Il sistema innovativo dell'Italia appare caratterizzato negli ultimi anni da un progressivo arretramento, anche in relazione al più recente sviluppo di alcune economie dell'Europa dell'Est. Assai dinamica si è rivelata in particolare la crescita dell'intensità delle spese in ricerca rispetto al PIL nei maggiori Paesi industrializzati, con rapporti variabili tra il 2 e il 3%, mentre l'Italia si attesta nel 2002 (ultimo anno disponibile) all'1,16%. L'anomalia italiana emerge con forza in relazione al contributo alla spesa in R&S proveniente dal sistema delle imprese, di poco superiore al 48% nel 2002, e contro una media del 63,8% dell'UE “allargata” a 25 Paesi (figura 8).

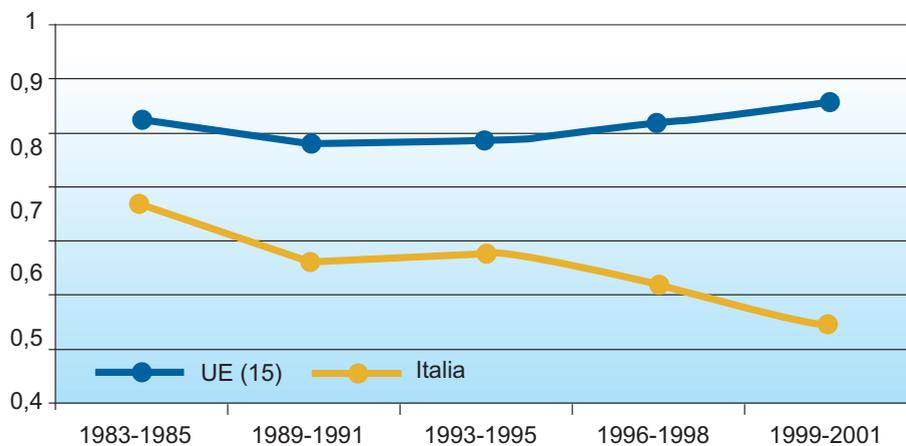
Il rapporto della quota di brevetti nei settori ad alta tecnologia e la quota di brevetti totali mondiali mostra (figura 9), inoltre, un gap crescente fra il valore registrato per l'Italia e quello relativo alla UE-15 (il primo scende dal 63% del 1993-1995 al 51% del 1999-2001, il secondo sale dall'81% all'88% negli stessi periodi).

Figura 8 - Spesa in R&S sostenuta dalle imprese sul totale. Anno 2002 (%)



Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA su dati OCSE

Figura 9 - Italia e UE a 15: rapporto tra la quota di brevetti high-tech e la quota di brevetti totali mondiali



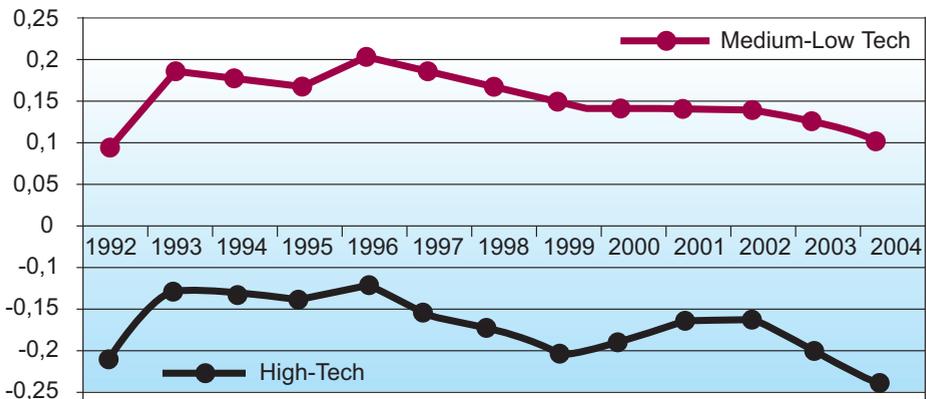
Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA su dati Cespri

Lo scarso peso nel sistema produttivo dei settori ad alta tecnologia e il concomitante “nannismo” delle imprese, condizionano la scarsa componente di spesa in R&S proveniente dal sistema delle imprese, contribuendo ad ostacolare il raggiungimento degli “obiettivi di Lisbona”. Recenti valutazioni hanno infatti posto in risalto la sostanziale comparabilità tra la spesa in R&S del sistema produttivo italiano con quello dei maggiori Paesi europei come Francia e Germania, se si tiene conto della diversità della struttura dimensionale e della specializzazione produttiva.

Alle criticità strutturali caratteristiche del sistema produttivo, si aggiungono quelle relative al sistema scientifico, e vengono segnalate da una serie di indicatori: il rapporto tra ricercatori pubblici e privati è in Italia pari a 1,51, mentre per la UE a 15 è 1,03, per il Giappone 0,48 e per gli USA 0,17; la difficoltà di immissione di giovani nel sistema scientifico; la riduzione degli iscritti all’Università nella filiera scientifica; la formazione per la ricerca attraverso la ricerca (dottorati), che non riesce a presentare una netta discontinuità rispetto all’attività formativa terziaria anche per le difficoltà con cui i dottori di ricerca trovano adeguate posizioni nel mondo del lavoro; il saldo negativo con l’estero nel flusso di ricercatori.

I più recenti sviluppi del processo di globalizzazione in atto testimoniano d’altra parte non solo una sempre maggiore preminenza delle dinamiche tecnologiche, ma anche l’emergere di uno scenario mondiale assai più complesso ed articolato che rende ulteriormente problematica la già deteriorata posizione competitiva dell’Italia. Accanto alle maggiori eco-

Figura 10 - Italia: saldi commerciali normalizzati



Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA su dati ISTAT

nomie industrializzate la crescita di nuovi soggetti economici si caratterizza infatti per l'impulso registrato dalla diffusione di processi innovativi, spesso sospinti da nuovi ed importanti flussi di investimenti diretti all'estero, e per il delinarsi di significativi cambiamenti nel mercato internazionale dei prodotti ad elevato contenuto tecnologico.

Appare dunque preoccupante il forte peggioramento del deficit commerciale registrato dall'Italia in questo ambito nel biennio 2003-2004 (figura 10), nonostante la stagnazione produttiva che ha posto un freno alle importazioni, e la ripresa dell'economia internazionale che ha toccato nel 2004 un ritmo di sviluppo raramente sperimentato in passato e che avrebbe dovuto trainare le esportazioni. Comportamenti paralleli, ma meno accentuati, hanno interessato anche le produzioni *medium-low tech*, con una perdita di competitività che tuttavia non può ritenersi più estranea a quella registrata nell'*high-tech*, in ragione delle interazioni e delle interdipendenze tecnologiche che caratterizzano ogni sistema produttivo. Diversi fattori di natura congiunturale hanno quindi "accompagnato" il peggioramento di un sistema di competizione tecnologica sempre più debole e deteriorato nella capacità di generare innovazione.

La strategia di risposta a tali criticità, che con il nuovo Programma Nazionale di Ricerca 2005-2007 si è tentato di seguire, delinea una nuova direzione di sostegno finanziario all'attività di R&S, che prevede una stretta cooperazione tra i diversi attori, Università, Enti pubblici di ricerca, industria, a supporto di Programmi in settori cruciali per l'economia e l'industria.

I dati che emergono dalla Relazione 2001-2003 del CIVR indicano che l'attività di ricerca sviluppata dagli Enti risulta, in genere, di buona qualità ed elevato livello di internazionalizzazione, raggiungendo anche punte di vera e propria eccellenza. Permangono, però, evidenti elementi di criticità in tema di impatto e di capacità di trasferimento delle conoscenze e delle tecnologie; l'attività formativa denota scarsa proiezione a soddisfare le esigenze del settore produttivo e dei servizi, e una lacuna pressoché comune a tutti gli Enti è il *benchmarking* delle risorse e dei risultati con organismi extranazionali comparabili. Infine, l'attuale carenza di risorse finanziarie preclude un efficace impatto del sostegno pubblico alla ricerca industriale, previsto dal decreto legislativo 297/99.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel 76 - 00196 ROMA
www.enea.it

Copertina: Bruno Giovannetti (ENEA)

Grafica e stampa: Primaprint - Viterbo

Finito di stampare nel mese di febbraio 2006



Il Compendio
del Rapporto Energia
e Ambiente 2005

ENEA
Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

www.enea.it